

## ПРОЧНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ ТРУБ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПОВРЕЖДЕНИЯМИ ТИПА «РИСКА»

Аладинский В.В.

ООО Институт ВНИИСТ

Гаспарянц Р.С.

ОАО ВНИИСТ

*В статье описан метод расчета на прочность и долговечность труб с механическими повреждениями типа «риска». Метод использует деформационные условия (критерии) предельной прочности и предельной пластичности для бездефектной трубы, нетто-сечения стенки с дефектом, локального объема у вершины усталостной трещины, развивающейся от дна риска. Метод расчета реализован в виде методики принятой ОАО АК «Транснефть» для определения предельных давлений и предельных сроков эксплуатации участков нефтепроводов с механическими повреждениями типа «риска».*

Механические повреждения типа «риска» возникают при изготовлении и перевозке труб, строительстве и эксплуатации трубопроводов в результате воздействия на металл трубы перемещающегося твердого предмета [1]. Риски – концентраторы напряжений, снижающие несущую способность и срок эксплуатации магистральных трубопроводов [2, 3] (рис. 1). На дне риска расположен слой пластически деформированного (при нанесении повреждения) металла. Этот слой может содержать микронадрывы, от которых развиваются усталостные трещины (рис. 2).



Рисунок 1. Участок аварийного излома со стороны внешней поверхности трубной секции с рисками (разрушение по дну риски)

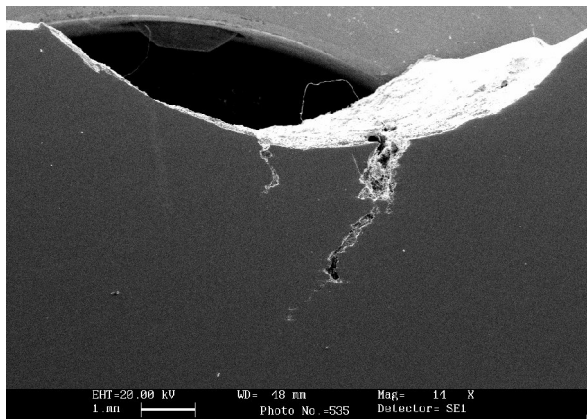


Рисунок 2. Трещины и микронадрывы металла на дне риски (изображение, полученное электронным микроскопом)

Разрушение трубы с рисками может произойти как при первом (после нанесения повреждений) повышении рабочего давления (из-за уменьшения толщины стенки и инициирования трещины в пластически деформированном слое металла у вершины риски), так и после длительного периода эксплуатации (от усталостной трещины, развившейся от дна риски).

Риска – достаточно распространенное на магистральных трубопроводах повреждение стенки трубы. По результатам внутритрубной диагностики доля рисков среди других дефектов стенки труб магистральных нефтепроводов может достигать 6...10% (рис. 3).

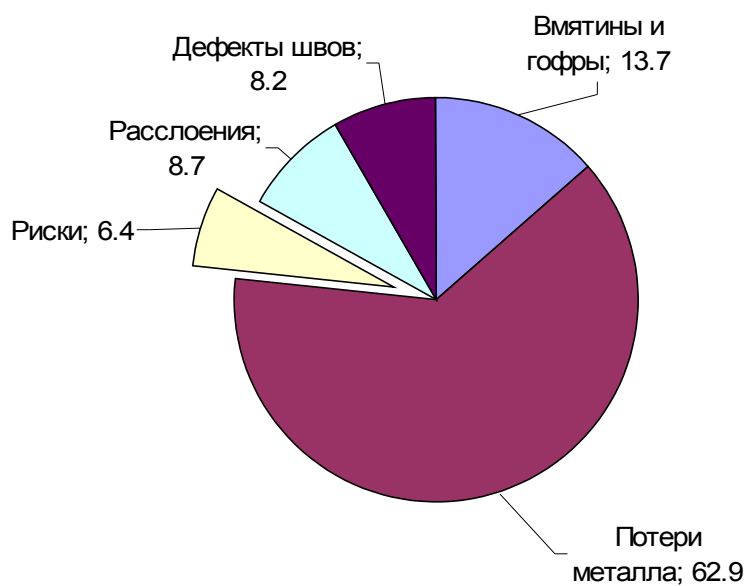


Рисунок 3. Дефекты (доли в %), выявляемые при внутритрубной диагностике магистральных нефтепроводов

В [4, 5] приведены рекомендации по расчету на прочность труб с рисками – для труб с продольными рисками, схематизируемых в виде трещины, определяется внутреннее давление при прорыве стенки трубы (разрушающее давление зависит от напряжения пластического течения и трещиностойкости материала). В нормативном документе [6] (действовал до конца 2005 г.) описан порядок расчета на прочность труб с продольными рисками – разрушающее давление зависит от напряжения пластического течения, и подразумевается, что металл обладает достаточной трещиностойкостью.

Для повышения надежности эксплуатации трубопроводов необходима разработка и совершенствование методов расчетов на прочность и долговечность труб с дефектами, в том числе с механическими повреждениями типа «риска».

Для магистральных нефтепроводов разработан новый метод расчета на прочность и долговечность труб с механическими повреждениями типа «риска», учитывающий характерные особенности механического повреждения: потеря металла, микронадрывы (микротрещины) на дне риски, развитие усталостной трещины, концентрация напряжений в нетто-сечении и у вершины трещины.

Для описания трещиностойкости металла в методике используется понятие локального объема материала радиусом  $\rho$ , расположенного у вершины трещины. Радиус  $\rho$  является свойством металла, отражающим его чувствительность к концентрации напряжений. Для локального объема рассчитываются параметры напряженно-деформированного состояния (локальные напряжения и деформации) и анализируется наступление предельных состояний.

В методике реализована система предельных состояний для бездефектной трубы, нетто-сечения стенки, локального объема у вершины трещины, которая использует деформационные условия (критерии) предельной прочности и предельной пластичности.

Предельная прочность достигается при выполнении условия

$$\theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon) = \frac{\varepsilon_i \cos \varphi_\varepsilon}{\varepsilon_{iu}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0u}} = 1. \quad (1)$$

Предельная пластичность достигается при выполнении условия

$$\theta_c(\varepsilon_i, \varepsilon_0) = \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{ic}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}} = 1. \quad (2)$$

В формулах (1), (2) коэффициенты  $\varepsilon_{iu}$ ,  $\varepsilon_{0u}$ ,  $\varepsilon_{ic}$ ,  $\varepsilon_{0c}$  являются механическими характеристиками и определяются по результатам испытаний образцов металла:  $\varepsilon_{iu}$  и  $\varepsilon_{0u}$  – предельные интенсивность деформации и объемная деформация;  $\varepsilon_{ic}$  и  $\varepsilon_{0c}$  – разрушающие интенсивность деформации и объемная деформация.

Значения интенсивности деформации  $\varepsilon_i$ , объемной деформации  $\varepsilon_0$  и деформационного параметра  $\varphi_\varepsilon$  рассчитываются по компонентам номинальных (в стенке бездефектной трубы), местных (в нетто-сечении с дефектом) и локальных (у вершины трещины) деформаций по формулам:

$$\varepsilon_i = \sqrt{\frac{2}{3}(\varepsilon_{kl} - \delta_{kl}\varepsilon_0)(\varepsilon_{kl} - \delta_{kl}\varepsilon_0)}, \quad (3)$$

$$\varepsilon_0 = \frac{\delta_{ij}\varepsilon_{ij}}{3}, \quad (4)$$

$$\varphi_\varepsilon = \arccos\left(\frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}{\varepsilon_i}\right), \quad (5)$$

где компоненты деформаций  $\varepsilon_{kl}$  обозначены в декартовой системе координат;  $\delta_{kl}$  – символ Кронекера;  $\varepsilon_1$  – наибольшая деформация удлинения.

Для расчета номинальных, местных и локальных деформаций в методике используются расчетные схемы бездефектной трубы, объемного дефекта, поверхностной трещины с общими правилами упруго-пластических расчетов параметров напряженно-деформированного состояния и коэффициентов концентрации напряжений и деформаций.

Связь между интенсивностями напряжений и деформаций принята в виде степенной диаграммы деформирования:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_m}\right) &= \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_m}\right) \quad \text{при } \sigma_i \leq \sigma_m (\varepsilon_i \leq \varepsilon_m), \\ \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_m}\right) &= \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_m}\right)^m \quad \text{при } \sigma_i \geq \sigma_m (\varepsilon_i \geq \varepsilon_m), \end{aligned} \quad (6)$$

где  $\sigma_T$  – расчетный предел текучести;  $\varepsilon_T = \sigma_T / 3\mu$  – интенсивность деформаций, соответствующая расчетному пределу текучести;  $\mu = E / 2(1 + \nu)$  – модуль сдвига;  $E$  – модуль упругости;  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  $m$  – коэффициент деформационного упрочнения, интенсивность напряжений рассчитывается по компонентам напряжений  $\sigma_{kl}$ :

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{3}{2}(\sigma_{kl} - \delta_{kl}\sigma_0)(\sigma_{kl} - \delta_{kl}\sigma_0)}, \quad (7)$$

где

$$\sigma_0 = \frac{\delta_{ij}\sigma_{ij}}{3}, \quad (8)$$

Компоненты деформаций и напряжений связаны формулами

$$\varepsilon_{kl} = \frac{1}{2\mu_p}(\sigma_{kl} - \delta_{kl}\sigma_0) + \delta_{kl}\frac{\sigma_0}{3k}, \quad (9)$$

где  $k = E / 3(1 - 2\nu)$  – модуль объемного расширения;  $\mu_p$  – упруго-пластический модуль сдвига, определяемый по формулам

$$\begin{aligned} \mu_p &= \mu && \text{при } \sigma_i \leq \sigma_m \ (\varepsilon_i \leq \varepsilon_m), \\ \mu_p &= \mu \left( \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_m} \right)^{m-1} = \mu \left( \frac{\sigma_i}{\sigma_m} \right)^{\frac{m-1}{m}} && \text{при } \sigma_i \geq \sigma_m \ (\varepsilon_i \geq \varepsilon_m). \end{aligned} \quad (10)$$

В области, содержащей дефект, повышение напряжений и деформаций относительно значений, принятых за номинальные, оценивается коэффициентами концентрации напряжений и деформаций.

Коэффициенты концентрации упруго-пластических напряжений  $\alpha_\sigma$  и деформаций  $\alpha_\varepsilon$  рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} \alpha_\sigma &= \alpha_e && \text{при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_m, \ \sigma_i \leq \sigma_m \\ \alpha_\varepsilon &= \alpha_e \end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \alpha_\sigma &= \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \left( \frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_m} \right)^{\frac{m-1}{1+m}} && \text{при } \sigma_{i \text{ ном}} \leq \sigma_m, \ \sigma_i \geq \sigma_m \\ \alpha_\varepsilon &= \alpha_e^{\frac{2}{1+m}} \left( \frac{\sigma_{i \text{ ном}}}{\sigma_m} \right)^{\frac{1-m}{1+m}} \end{aligned} \quad (12)$$

$$\begin{aligned} \alpha_\sigma &= \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} && \text{при } \sigma_{i \text{ ном}} \geq \sigma_m, \ \sigma_i \geq \sigma_m \\ \alpha_\varepsilon &= \alpha_e^{\frac{2}{1+m}} \end{aligned} \quad (13)$$

Упругий коэффициент концентрации  $\alpha_e$  рассчитывается по формуле:

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{ie}}{\sigma_{ie \text{ ном}}} = \frac{\varepsilon_{ie}}{\varepsilon_{ie \text{ ном}}}, \quad (14)$$

где  $\sigma_{ie}$  и  $\varepsilon_{ie}$  – интенсивности упругих (условно-упругих) напряжений и деформаций в зоне дефекта (в нетто-сечении или у вершины трещины);  $\sigma_{ie \text{ ном}}$  и

$\varepsilon_{ie\text{ ном}}$  – интенсивности номинальных упругих (условно-упругих) напряжений и деформаций в стенке трубы вне зоны влияния дефекта.

Расчет проводится для размеров «дефекта» (риски), увеличенных на величину поправки в зависимости от вида диагностического обследования и паспортных данных диагностического оборудования (рис. 4) длины  $L$  (расстояние между наиболее удаленными вдоль оси трубы) точками «дефекта»), ширины  $W$  (расстояние между наиболее удаленными в кольцевом направлении точками «дефекта»), глубины «дефекта»  $H$  (наибольший размер «дефекта» в направлении толщины стенки).

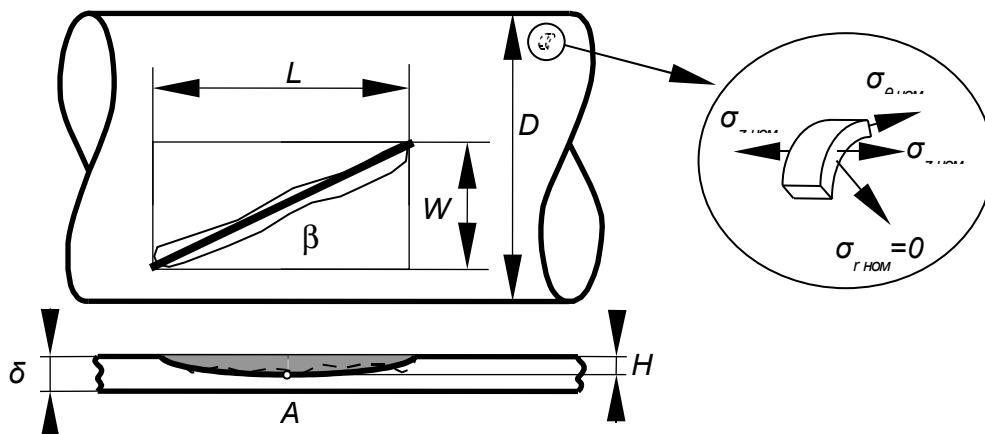


Рисунок 4. Дефект типа «риска» в трубе

В расчетах используются компоненты напряжений и деформаций в цилиндрической системе координат, связанной с трубой (индекс «z» относится к продольным, « $\theta$ » – к кольцевым и «r» – к радиальным компонентам).

По расчетной схеме бездефектной трубы определяются номинальные напряжения  $\sigma_{\theta\text{ ном}}$ ,  $\sigma_{z\text{ ном}}$  и деформации  $\varepsilon_{\theta\text{ ном}}$ ,  $\varepsilon_{z\text{ ном}}$ ,  $\varepsilon_{r\text{ ном}}$  в неповрежденной стенке:

$$\sigma_{\theta\text{ ном}} = \frac{pD_*}{2\delta_*}, \quad \sigma_{z\text{ ном}} = c_{\text{пр}}\sigma_{\theta\text{ ном}}, \quad (15)$$

где  $p$  – внутреннее давление;  $c_{\text{пр}}$  – коэффициент, принимающий значения в диапазоне 0.5...1.0 в зависимости от схемы приложения и значений продольных нагрузок;  $D_*$  и  $\delta_*$  – скорректированные с учетом деформирования внутренний диаметр и толщина стенки:

$$\delta_* = \delta \exp(\varepsilon_{r\text{ ном}}), \quad D_* = D \exp(\varepsilon_{\theta\text{ ном}}). \quad (16)$$

По расчетной схеме объемного дефекта определяются местные напряжения и деформации, действующие в нетто-сечении трубы с рисккой.

Условно-упругие компоненты  $\sigma_{\theta e \text{ нетто}}$ ,  $\sigma_{ze \text{ нетто}}$  местных напряжений ( $\sigma_{re \text{ нетто}} = 0$ ) в ослабленном сечении (нетто-напряжения):

$$\sigma_{\theta e \text{ нетто}} = \sigma_{\theta \text{ ном}} \left\{ \frac{1 + \eta \alpha_0}{2\eta} + \frac{1 - \eta \alpha_0}{2\eta} \operatorname{th} \left[ \frac{\sqrt{3}}{2} (L + \eta \pi - \pi) \right] \right\}, \quad (17)$$

$$\sigma_{ze \text{ нетто}} = \sigma_{z \text{ ном}} \left\{ \frac{\pi \eta + 2(1 - \eta) \sin \beta_*}{\eta [\pi - \beta_* (1 - \eta)]} + \frac{(\alpha_0 - 1)(\pi - \beta_*)}{\pi} \right\}, \quad (18)$$

где

$$\eta = \frac{\delta_{\text{нетто}^*}}{\delta_*}, \quad \alpha_0 = 3 \cdot 2^{\frac{3\eta - 1}{2\eta}}, \quad L = \frac{L_*}{\sqrt{0.5 D_* \delta_{\text{нетто}^*}}}, \quad \beta_* = \frac{W_*}{D_*}, \quad (19)$$

Размеры трубы и объемного дефекта корректируются с учетом деформирования:

$$\delta_* = \delta \exp(\varepsilon_{r \text{ ном}}), \quad \delta_{\text{нетто}^*} = (\delta - H) \exp(\varepsilon_{r \text{ нетто}}), \quad L_* = L \exp(\varepsilon_{z \text{ нетто}}), \quad (20)$$

$$D_* = \left( D - \frac{W}{\pi} \right) \exp(\varepsilon_{\theta \text{ ном}}) + \frac{W}{\pi} \exp(\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}), \quad W_* = W \exp(\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}).$$

Упруго-пластические компоненты местных напряжений  $\sigma_{\theta \text{ нетто}}$ ,  $\sigma_{z \text{ нетто}}$  ( $\sigma_{\text{нетто}} = 0$ ) определяются по формулам:

$$\sigma_{\theta \text{ нетто}} = \frac{\sigma_{\theta e \text{ нетто}}}{\alpha_e} \left( \frac{1 - \gamma}{2} \alpha_\sigma + \frac{1 + \gamma}{2} \alpha_e \right), \quad (21)$$

$$\sigma_{z \text{ нетто}} = \sigma_{ze \text{ нетто}},$$

где

$$\gamma = \operatorname{th} \left[ \frac{\sqrt{3}}{2} \left( \frac{L_*}{\sqrt{0.5 D_* \delta_*}} - \pi \right) \right]. \quad (22)$$

Упруго-пластические компоненты местных деформаций  $\varepsilon_{\theta \text{ нетто}}$ ,  $\varepsilon_{z \text{ нетто}}$ ,  $\varepsilon_{r \text{ нетто}}$  рассчитываются по формулам (9), (10).

По расчетной схеме поверхностной трещины определяются компоненты локальных напряжений и деформаций, действующих у вершины трещины протяженностью  $L_{\text{тр}} = \sqrt{L^2 + W^2}$ , глубиной  $H_{\text{тр}}$  и углом наклона к оси трубы  $\beta = \arctg(W/L)$  (см. рис. 4).

Для трещины, растущей от дна риски, в качестве номинальных напряжений  $\sigma_{\theta \text{ ном}}$  и  $\sigma_{z \text{ ном}}$  принимаются местные напряжения  $\sigma_{\theta \text{ нетто}}$ ,  $\sigma_{z \text{ нетто}}$ , определенные по формуле (21) по схеме объемного дефекта (рис. 5).

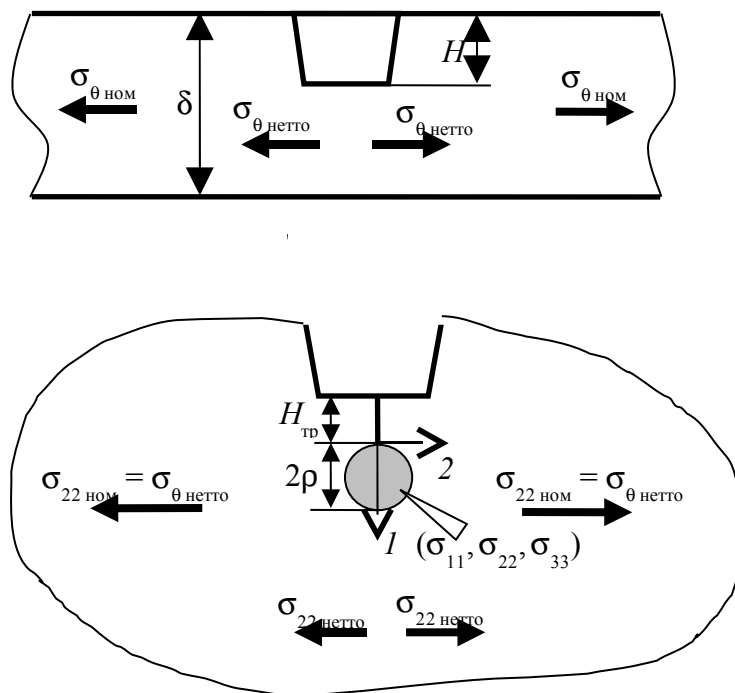


Рисунок 5. Напряжения при расчетах по схеме объемного дефекта (вверху) и схеме поверхностной трещины (внизу)

Местные напряжения в нетто-сечении, ослабленном риской и трещиной, рассчитываются для стенки толщиной  $(\delta - H)$ :  $\sigma_{\theta e \text{ нетто}}$  – по формуле (17) для дефекта глубиной  $H_{\text{тр}}$ , длиной  $L$  и при  $W = 0$ ;  $\sigma_{ze \text{ нетто}}$  – по формуле (18) для дефекта глубиной  $H_{\text{тр}}$ , шириной  $W$  и при  $L = 0$ . Упруго-пластические компоненты местных напряжений  $\sigma_{\theta \text{ нетто}}$ ,  $\sigma_{z \text{ нетто}}$  рассчитываются по формуле (21), а местных деформаций  $\epsilon_{\theta \text{ нетто}}$ ,  $\epsilon_{z \text{ нетто}}$ ,  $\epsilon_{r \text{ нетто}}$  – по формулам (9), (10).

Локальное напряженно-деформированное состояние в системе координат, связанной с вершиной трещины (координатная ось  $1$  лежит в плоскости трещины и перпендикулярна ее фронту, ось  $2$  – перпендикулярна плоскости трещины, ось  $3$  направлена вдоль фронта трещины), определяется следующим образом.



Рассчитываются компоненты номинальных и местных напряжений:

$$\begin{aligned}\sigma_{33 \text{ ном}} &= \sigma_{z \text{ ном}} \cos^2 \beta + \sigma_{\theta \text{ ном}} \sin^2 \beta, \\ \sigma_{22 \text{ ном}} &= \sigma_{z \text{ ном}} \sin^2 \beta + \sigma_{\theta \text{ ном}} \cos^2 \beta, \\ \sigma_{32 \text{ ном}} &= (\sigma_{z \text{ ном}} - \sigma_{\theta \text{ ном}}) \sin \beta \cos \beta.\end{aligned}\quad (23)$$

$$\begin{aligned}\sigma_{33 \text{ нетто}} &= \sigma_{z \text{ нетто}} \cos^2 \beta + \sigma_{\theta \text{ нетто}} \sin^2 \beta, \\ \sigma_{22 \text{ нетто}} &= \sigma_{z \text{ нетто}} \sin^2 \beta + \sigma_{\theta \text{ нетто}} \cos^2 \beta, \\ \sigma_{32 \text{ нетто}} &= (\sigma_{z \text{ нетто}} - \sigma_{\theta \text{ нетто}}) \sin \beta \cos \beta.\end{aligned}\quad (24)$$

Условно-упругие компоненты локальных напряжений рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned}\sigma_{22e} &= 1.15 \sigma_{22 \text{ ном}} \left( Y \sqrt{\frac{H_{mp}}{2\rho}} - 1 \right) + \sigma_{22 \text{ нетто}}, \\ \sigma_{33e} &= 2\nu \sigma_{22 \text{ ном}} \left( Y \sqrt{\frac{H_{mp}}{2\rho}} - 1 \right) + \sigma_{33 \text{ нетто}}, \\ \sigma_{11e} &= 0.85 \sigma_{22 \text{ ном}} \left( Y \sqrt{\frac{H_{mp}}{2\rho}} - 1 \right), \\ \sigma_{32e} &= \sigma_{32 \text{ ном}} \left( Y \sqrt{\frac{H_{mp}}{2\rho}} - 1 \right) + \sigma_{32 \text{ нетто}},\end{aligned}\quad (25)$$

Если  $\left( Y \sqrt{\frac{H_{тр}}{2\rho}} - 1 \right) < 0$ , то в формулах (25) принимается  $\left( Y \sqrt{\frac{H_{тр}}{2\rho}} - 1 \right) = 0$ .

Значение  $Y$  определено по Методическим рекомендациям МР 125-02-95 [7]:

$$Y = \frac{1.128 - 0.463 \left( \frac{2H_{тр}}{L_{тр}} \right)}{\left[ 1 - \left( 0.89 - 0.57 \sqrt{\frac{2H_{тр}}{L_{тр}}} \right)^3 \left( \frac{H_{тр}}{\delta - H} \right)^{1.5} \right]^{3.25}}.\quad (26)$$

Упруго-пластические компоненты локальных напряжений рассчитываются по формулам:

$$\sigma_{22} = \sigma_{22e} \left( \frac{\alpha_{\sigma}}{\alpha_e} \right), \quad \sigma_{33} = \sigma_{33e} \left( \frac{\alpha_{\sigma}}{\alpha_e} \right), \quad \sigma_{11} = \sigma_{11e} \left( \frac{\alpha_{\sigma}}{\alpha_e} \right), \quad \sigma_{32} = \sigma_{32e} \left( \frac{\alpha_{\sigma}}{\alpha_e} \right).\quad (27)$$

в которых коэффициенты концентрации  $\alpha_e$ , и  $\alpha_{\sigma}$  определяются в соответствии с (11)-(14).

Упруго-пластические компоненты местных деформаций  $\epsilon_{11}$ ,  $\epsilon_{22}$ ,  $\epsilon_{33}$ ,  $\epsilon_{32}$  рассчитываются по формулам (9), (10).

Система нелинейных алгебраических уравнений, включающая уравнения расчетных схем (15)-(27) и уравнения для упруго-пластического материала (6)-(14), связывающая компоненты номинальных, местных и локальных напряжений и деформаций с внутренним давлением  $p$ , размерами трубы ( $D, \delta$ ), размерами риски ( $L, W, H$ ) и усталостной трещины ( $L_{тр}, H_{тр}$ ), решается численными методами с использованием ЭВМ.

По значениям номинальных, местных и локальных деформаций проверяется выполнение условий (1) и (2) соответственно для бездефектной трубы, нетто-сечения стенки, локального объема у вершины трещины.

Результатами решения системы уравнений при выполнении хотя бы одного из условий (1) и (2) являются разрушающее давление  $p_f$  для трубы с дефектом с заданными размерами

$$p_f = p_f(L, W, H, H_{тр}) \quad (28)$$

или глубина дефекта  $H_f$ , приводящего к разрушению трубы при заданных размерах  $L, W$  и давлении  $p$ :

$$H_f = H_f(L, W, p). \quad (29)$$

Для учета возможного образования у вершины риски микронадрывов в методике принято, что на дне риски имеется начальная трещина глубиной  $\rho$  и протяженностью  $L_{тр}$ . Долговечность определяется увеличением глубины этой трещины до предельного (разрушающего) значения.

Скорость роста усталостной трещины при циклическом нагружении (мм за цикл) определяется из условия предельной поврежденности металла у вершины дефекта:

$$V_{уст} = V_0 \left( \frac{\varepsilon_{ic}}{\varepsilon_{iN}} \right)^{-n_N}, \quad \text{где} \quad (30)$$

$$\varepsilon_{iN} \quad \text{определяется из условия} \quad \frac{\Delta \varepsilon_i}{\varepsilon_{iN}} + \frac{\Delta \varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}} = 1,$$

$$V_0 = \frac{(n_N + 1)\rho}{N_0}, \quad N_0 = \frac{1}{2}.$$

Коэффициент  $n_N$  (так же как  $\varepsilon_{ic}$ ,  $\varepsilon_{0c}$ ,  $\rho$ ) является механической характеристикой металла.

Значения размахов  $\Delta \varepsilon_i$   $\Delta \varepsilon_0$  определяются для пульсирующего нагружения по компонентам локальных деформаций, которые связаны уравнениями расчетных схем с давлением и размерами дефекта.

В расчетах по методике используются коэффициент запаса по прочности трубы  $k_{тр}$ , и коэффициент запаса  $k_{V_{уст}}$  по скорости роста усталостной трещины, зависящие от марки стали трубы и категории участка нефтепровода по СНиП 2.05.06-85\* [8]. Возможное превышение рабочего давления в зависимости от коэффициента надежности  $n$  по СНиП 2.05.06-85\* учитывается поправкой  $\Delta_p$ .

На рисунках 6-9 приведены результаты расчетов на прочность и долговечность труб с механическими повреждениями по разработанной методике. На рис. 6 построены значения предельных давлений  $p_{пр}$  ( $p_{пр} = p/k_{тр} \cdot \Delta_p$ ) для труб диаметром 720 мм и толщиной стенки 8 мм из стали марки 17ГС, уложенных на участке III категории. Размеры рисок определены по результатам внутритрубной диагностики (ВТД), поэтому в расчетах глубина риски  $H$  должна быть увеличена на величину паспортной погрешности прибора  $\Delta_H = 0.75$  мм. На рис. 7 построены предельные допустимые размеры (глубина) рисок для разных предельных сроков эксплуатации.

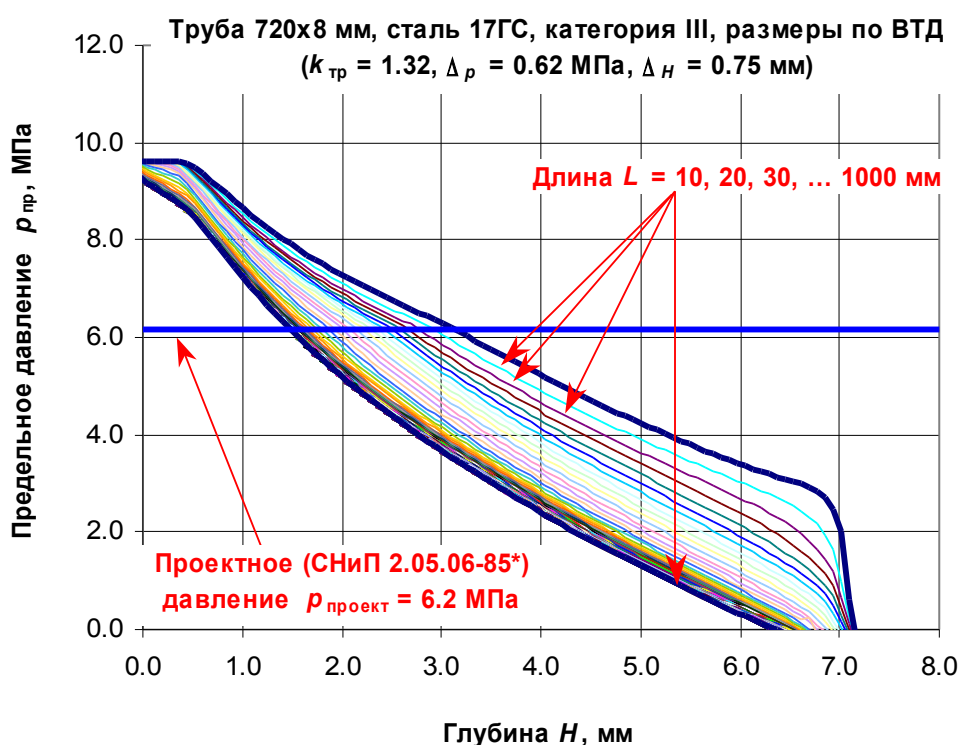


Рисунок 6. Предельное давление для трубы с механическим повреждением типа продольная «риска» шириной 20 мм (размеры по данным ВТД, сталь 17ГС,  $D_n = 720$  мм,  $\delta = 8$  мм, категория III).

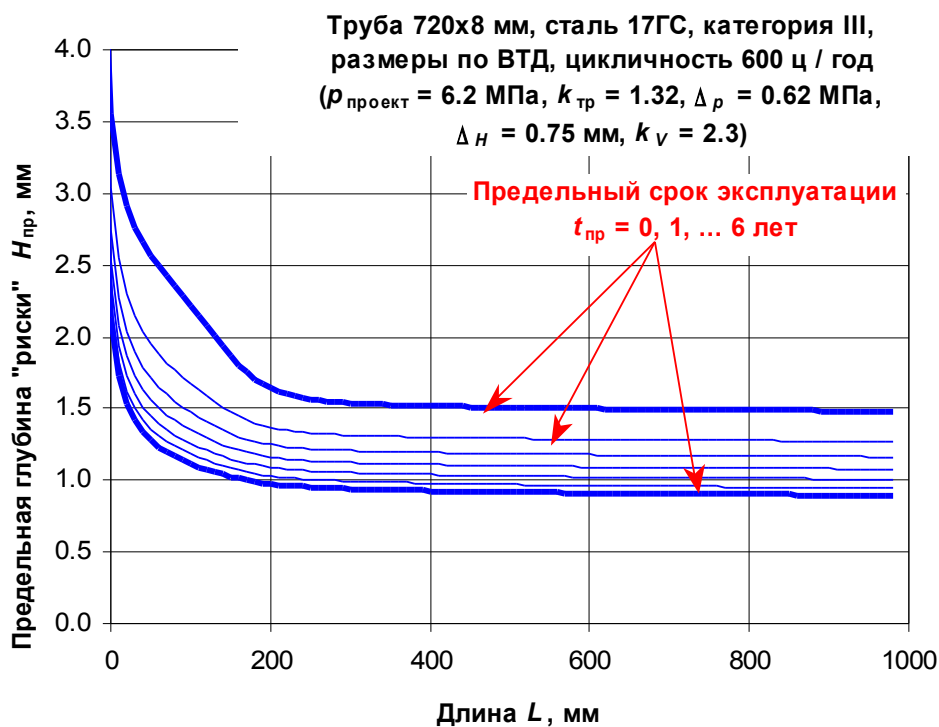


Рисунок 7. Предельная глубина механического повреждения типа продольная «риска» шириной 20 мм при проектном давлении  $p_{\text{проект}} = 6.2$  МПа (размеры по данным ВТД, сталь 17ГС,  $D_n = 720$  мм,  $\delta = 8$  мм, категория III).

Аналогичные результаты для труб диаметром 530 мм и толщиной стенки 7 мм из стали марки 19Г, уложенных на участке III-IV категории, представлены на рис. 8 и 9.

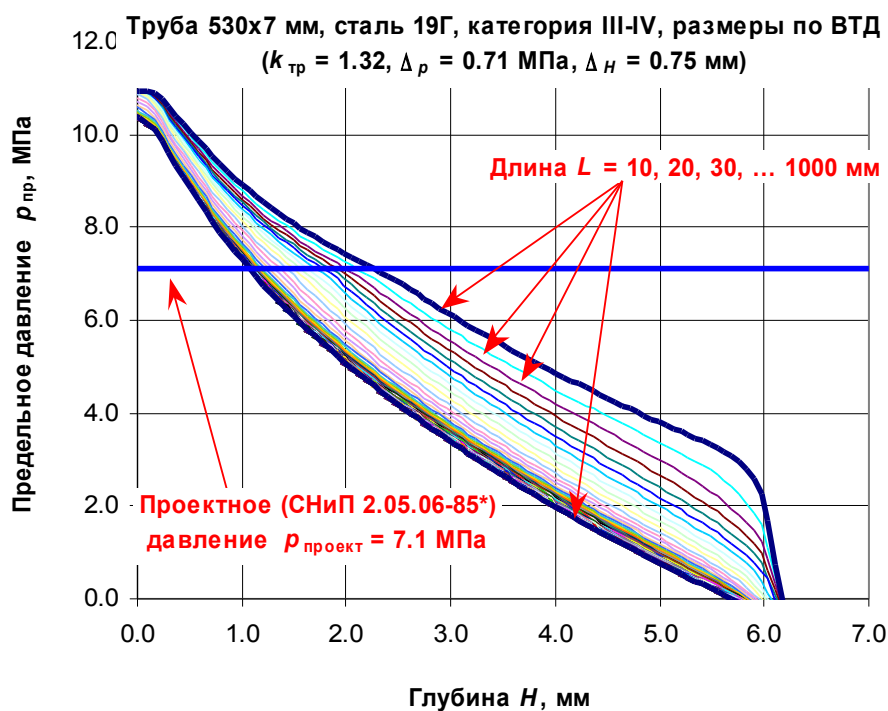


Рисунок 8. Предельное давление для трубы с механическим повреждением типа продольная «риска» шириной 20 мм (размеры по данным ВТД, сталь 19Г,  $D_H = 530$  мм,  $\delta = 7$  мм, категория III-IV).

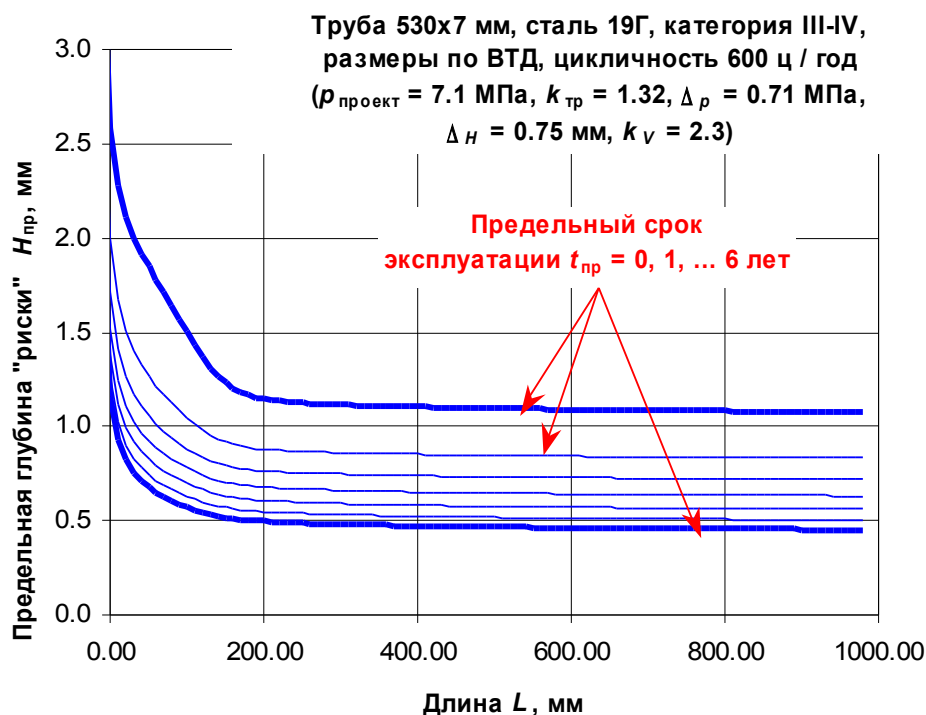


Рисунок 9. Предельная глубина механического повреждения типа продольная «риска» шириной 20 мм при проектном давлении  $p_{проект} = 7.1$  МПа (размеры по данным ВТД, сталь 19Г,  $D_H = 530$  мм,  $\delta = 7$  мм, категория III-IV).

### Литература

1. Ясин Э.М., Березин В.Л., Ращепкин К.Е. Надежность магистральных трубопроводов.- М.: Недра, 1972.- 184 с.
2. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М. и др. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта.- М.: Недра, 1998.- 252 с.
3. Галлямов А.К., Черняев К.В., Шаммазов А.М. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики.- М.: УГНТУ, 1998.- 600 с.
4. Cosham A., Hopkins Ph. A new industry document detailing best practices in pipeline defect assessment // Proc. of 5<sup>th</sup> International Onshore Pipeline Conference. Amstredam, The Netherlands, December 2001.
5. Cosham A., Kirkwood M. Best practice in pipeline defect assessment // Proc. of International Pipeline Conference (IPC 2000). Calgary, Canada. IPC00-0205.
6. Методика определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами. Москва: АК «Транснефть», 1997. 26 с.
7. Методические рекомендации МР-125-02-95. Правила составления расчетных схем и определение параметров нагруженности элементов конструкций с выявленными дефектами. НПО ЦНИИТМАШ. Москва, 1995. 53 с.
8. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы. / Госстрой России. М.: ГУП ЦПП, 2002. 60 с.